

توسعه‌ی مدل تحلیلی برای محاسبه‌ی ضریب بهره‌دهی چاه مایل در مخازن گازمیعانی

علی اکبر عظیمی فیض، شرکت ملی نفت ایران • شهاب گرامی*، پژوهشکده از دید برداشت از مخازن نفت و گاز • عبدالنبی هاشمی، دانشگاه صنعت نفت

چکیده

چاه مایل حالتی از چاه غیر عمودی است که برای استخراج نفت یا گاز در مکان‌هایی مثل سکوه‌های دریایی که امکان دسترسی به منابع از طریق حفر چاه عمودی امکان‌پذیر نباشد، استفاده می‌گردد. انحنا در چاه‌های مایل نسبت به چاه عمودی سبب ایجاد عامل ضریب پوسته‌ی هندسی و در نتیجه باعث افزایش ضریب بهره‌دهی چاه می‌شود. از طرفی پیش‌بینی دقیق بهره‌دهی چاه در مخازن گازمیعانی نیازمند شبیه‌سازی عددی ریزدانه برای مدل‌سازی تشکیل توده‌ی میعانات و اثرات سرعت زیاد مانند جریان غیرداری و تغییرات نفوذپذیری نسبی در اعداد موئینگی بالاست که نیازمند اطلاعات ورودی زیادی از خصوصیات سنگ و سیال مخزن است. بنابراین با توجه به محدودیت اطلاعات در ابتدای عمر مخزن، استفاده از محاسبات تحلیلی برای پیش‌بینی بهره‌دهی چاه نسبت به شبیه‌سازی عددی منجر به نتایج بهتری خواهد شد. در این پژوهش، توسعه‌ی مدلی تحلیلی برای محاسبه‌ی ضریب بهره‌دهی چاه‌های مایل در مخازن گازمیعانی با در نظر گرفتن وابستگی تراوایی نسبی به سرعت و کشش سطحی در ناحیه‌ی نزدیک چاه مورد نظر است. مدل تحلیلی توسعه یافته در این مطالعه شامل معادله‌ی موازنه‌ی مواد برای تخلیه‌ی مخزن و انتگرال شبه‌فشاری دوفازی برای عملکرد جریانی است. در هر بازه‌ی فشاری، ضریب پوسته‌ی هندسی چاه مایل برای محاسبه‌ی شعاع مؤثر، نحوه‌ی تغییر شکل خطوط افت فشار در اطراف چاه مایل برای محاسبه‌ی حجم سیال و همچنین مساحت سطح مقطع و سرعت جریان توسعه داده شده، توسط مدل تحلیلی گازمیعانی تلفیق گردیده است. در نهایت مدل تحلیلی توسعه داده شده با شبیه‌سازی دانه‌ریز چاه مایل برای نمونه‌ی سنگ و سیالات و زاویه‌های انحراف مختلف اعتبارسنجی شده است. استفاده از مدل تحلیلی به‌همراه نرم‌افزارهای آنالیز عدم قطعیت، ابزار مهندسی مناسبی برای یافتن عوامل مؤثر بر نتایج ضریب بهره‌دهی چاه مایل در مخزن گازمیعانی را فراهم می‌نماید.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۸/۲۴

تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۰۸/۲۴

تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۰۹/۰۴

واژگان کلیدی:

چاه مایل، مخازن گازمیعانی، مدل تحلیلی، ضریب بهره‌دهی

مقدمه

در دو دهه‌ی اخیر حفاری افقی و مایل چاه‌ها به روشی مرسوم در جهان تبدیل شده است. چاه مایل حالتی از چاه غیر عمودی است که برای استخراج نفت یا گاز در مکان‌هایی مثل سکوه‌های دریایی که امکان دسترسی به منابع از طریق حفر چاه عمودی امکان‌پذیر نباشد استفاده می‌گردد. افزایش سطح تماس چاه با مخزن مهم‌ترین دلیل به کارگیری چنین روش‌هایی است که در نهایت موجب افزایش بهره‌دهی چاه می‌شود. در واقعیت نیز بسیاری از چاه‌ها کاملاً افقی یا عمودی نبوده و اندکی از محورهای افقی و عمودی منحرفند. انحنا در چاه‌های مایل نسبت به چاه عمودی سبب ایجاد عامل ضریب پوسته‌ی هندسی می‌شود که مقداری است منفی و سبب افزایش ضریب بهره‌دهی چاه می‌گردد.

از طرفی پیش‌بینی دقیق بهره‌دهی چاه در مخازن گازمیعانی نیازمند شبیه‌سازی عددی ریزدانه برای مدل‌سازی تشکیل توده‌ی میعانات و اثرات سرعت بالاست؛ مانند جریان غیرداری و تغییرات نفوذپذیری نسبی در اعداد موئینگی بالا که زمان‌بر و هزینه‌بر است. چاه مایل حالتی از چاه غیر عمودی است که برای استخراج نفت یا گاز در مکان‌هایی مثل سکوه‌های دریایی که امکان دسترسی به منابع از طریق حفر چاه عمودی امکان‌پذیر نباشد استفاده می‌گردد. افزایش سطح تماس چاه با مخزن مهم‌ترین دلیل به کارگیری چنین روش‌هایی است که در نهایت موجب افزایش بهره‌دهی چاه می‌شود. در واقعیت نیز بسیاری از چاه‌ها کاملاً افقی یا عمودی نبوده و اندکی از محورهای افقی و عمودی منحرفند. انحنا در چاه‌های مایل نسبت به چاه عمودی سبب ایجاد عامل ضریب پوسته‌ی هندسی می‌شود که مقداری است منفی و سبب افزایش ضریب بهره‌دهی چاه می‌گردد.

و هزینه‌بر است. با توجه به عدم دسترسی به اطلاعات دقیق خصوصیات سنگ و سیال در ابتدای عمر مخزن برای پیش‌بینی بهره‌دهی چاه از محاسبات تحلیلی استفاده می‌شود. محاسبات مدل‌های تحلیلی شامل استفاده از معادله‌ی موازنه‌ی مواد برای تخلیه‌ی مخزن و انتگرال شبه‌فشاری دوفازی برای عملکرد جریانی است. در این پژوهش توسعه‌ی مدلی تحلیلی برای محاسبه‌ی ضریب بهره‌دهی چاه‌های مایل در مخازن گازمیعانی (با توجه به ماهیت پیچیده‌ی این نوع سیال) مدنظر است. در مخازن گاز میعانی، با کاهش فشار جریانی چاه به زیر فشار نقطه‌ی شبنم، یک بانک مایع در اطراف چاه تولیدی تشکیل می‌گردد. با کاهش فشار جریانی حجم این بانک افزایش یافته و ترکیب گاز درون مخزن با زمان تغییر می‌کند. وجود این بانک سبب کاهش تراوایی نسبی گاز در اطراف چاه‌های تولیدی و در نتیجه کاهش بهره‌دهی چاه (در مواردی تا ۵۰ درصد) و بجا ماندن میعانات گازی با ارزش در مخزن می‌شود. جریان سیال گازمیعانی در طول مسیر حرکت در مخزن به سمت چاه تولیدی،

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (sh.gerami@nioc.ir)

So (از روش راجرز و همکاران در ۱۹۹۶) مقادیر کمتر و متفاوتی را نسبت به معادلات بیسن در ۱۹۹۰ و سینکو در ۱۹۷۵ به دست می دهد. در ۲۰۰۸ سوک کیون^{۱۲} و همکاران با انجام یک سری آنالیز حساسیت سنجی، روابط تحلیلی موجود برای برآورد بهره دهی چاه های مایل را بررسی کردند. آنها بدین نتیجه رسیدند که این روابط نیمه تحلیلی برای چاه هایی با زاویه ی انحرافی بیش از ۷۵ درجه مناسب نیست. به علاوه آنها هم در ۲۰۱۰ مشابه قهری، اعتبار این روابط را در محیط های ناهمسانگرد زیر سؤال بردند و آنها را حتی برای چاه هایی با تکمیل جزئی هم نامناسب دانستند. بنابراین در این مطالعه برای محاسبه ی ضریب پوسته ی هندسی چاه مایل از مدل سینکو و همکاران در ۱۹۷۵ استفاده شده است.

در این مطالعه برای توسعه ی مدل تحلیلی بهره دهی چاه مایل در مخازن گازمیعانی، ابتدا مدل تحلیلی محاسبه ی ضریب بهره دهی در مخازن گازمیعانی استخراج می شود. سپس برای محاسبه ی ضریب پوسته هندسی چاه مایل از مدل سینکو و همکاران استفاده می گردد. پس از آن، شکل خطوط جریان در اطراف چاه تعیین می شود و بر اساس آن حجم سیال گازمیعانی در اطراف چاه مایل در هر بازه ی فشاری و نیز مساحت سطح مقطع جریان (جهت تعیین سرعت حرکت سیال در هر شعاع مشخص از چاه مایل و تصحیح نفوذپذیری نسبی برای عدد موئینگی) تعیین می گردد. تلفیق روابط مذکور منجر به توسعه ی مدلی تحلیلی برای چاه مایل در مخازن گازمیعانی می شود.

در گام بعد با استفاده از نرم افزار اکلیپس یک مدل فرضی مخزن گازمیعانی مکعب شکل و تک چاهی مایل با دو زاویه ی انحراف ۴۵ و ۷۵ درجه در نظر گرفته می شود. سپس با تعریف گریدهای محلی در اطراف چاه، گریدی با اندازه ی بهینه برای چاه مایل تعیین می گردد. در نهایت اعتبارسنجی مدل تحلیلی توسعه داده شده با مقایسه ی نتایج شامل پروفایل تولید گاز، فشار میانگین مخزن و فشار جریانی ته چاهی با نتایج مدل شبیه ساز برای خواص سنگ و سیال متفاوت با در نظر گرفتن اثرات جفت شدگی مثبت و اینرسی برای چاه مایل با زاویه ی ۴۵ و ۷۵ درجه انجام خواهد شد.

۱- توسعه ی مدل تحلیلی

در این بخش ابتدا مدل موازنه مواد ارائه می شود و سپس نحوه ی محاسبه ی انتگرال شبه فشار دوفازی و نحوه ی اعمال اثرات سرعت زیاد و چگونگی اعمال اثرات چاه مایل (ضریب پوسته و تغییر خطوط جریان اطراف چاه مایل) جهت توسعه ی مدل تحلیلی بررسی و در انتها الگوریتم توسعه ی مدل تحلیلی بیان خواهد شد.

مناطق گوناگونی ایجاد می کند که اولین بار در ۱۹۶۵ این مناطق توسط نویل و نیازف^۱ به سه ناحیه ی مختلف تقسیم شد. ناحیه ی اول؛ نزدیک چاه که توسط گاز و میعانات اشباع شده و هر دو سیال در آن جریان دارند. در این ناحیه نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات تحت تأثیر عدد موئینگی با تقابل اثر دو پدیده ی جفت شدگی مثبت^۲ و اینرسی منفی^۳ است. در این ناحیه پدیده ی جفت شدگی مثبت اثری مثبت است که افزایش عدد موئینگی و سرعت حرکت سیال در ناحیه ی اول سبب افزایش نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات در این ناحیه می شود. در حالی که پدیده ی اینرسی منفی که به علت سرعت زیاد سیالات و ایجاد جریان غیرداریسی ایجاد می شود سبب کاهش نفوذپذیری نسبی گاز و میعانات در ناحیه ی نزدیک چاه می شود.

ناحیه ی دوم؛ که میعانات در آن انباشت می شود اما فقط گاز در آن قابلیت جریان دارد. ناحیه ی سوم؛ که سیال اولیه و تک فازی گازی در آن جریان دارد.

جهت پیش بینی رفتار و مقدار تولید از چاه های میادین گازمیعانی فیونگ و ویتسون^۴ در ۱۹۹۶ بر مبنای مدل سه ناحیه ای، مدلی ریاضی را جهت محاسبه ی انتگرال مربوط به شبه فشار در فرمول محاسبه ی نرخ تولید از چاه های این نوع میادین را بر مبنای مدل اوینگر-ماسکت^۵ (که در ۱۹۴۲ برای محاسبه ی شبه فشار در میادین گازی استفاده می شد) پیشنهاد کردند. اما مدل آنها برای اجرا نیازمند خروجی های شبیه سازی جهت محاسبه ی نسبت گاز به میعانات بود. موت^۶ و همکاران در ۲۰۰۲ و ضیائو^۷ در ۲۰۰۴ روش های جدیدی را برای تخمین نرخ جریان با استفاده از تابع شبه فشار دوفازی جهت پیش بینی بهره دهی چاه های گازمیعانی عمودی، افقی و دارای شکاف هیدرولیکی پیشنهاد کردند که نیاز به داده های شبیه سازی نداشت اما تا کنون مدلی تحلیلی برای چاه های مایل در مخازن گازمیعانی ارائه نشده است.

مطالعات زیادی در زمینه ی پیش بینی بهره دهی چاه های مایل برای جریان تک فاز انجام شده که مهم ترین آنها عبارتند از مدل های سینکو^۸ و همکاران در ۱۹۷۵، بیسن^۹ در ۱۹۹۰ و راجرز^{۱۰} و همکاران در ۱۹۹۶. سینکو و همکاران در ۱۹۷۵ مدعی شدند که مدل آنها عامل پوسته ی مایل را برای مخازن تک فاز همسانگرد و ناهمسانگرد به دست می دهد. راجرز و همکاران با ارائه ی مدل خود، رابطه ی سینکو و همکاران را بررسی کردند. هرچند آنها در این بررسی نتایج مدل خود را برای مخازن همسانگرد کاملاً منطبق بر نتایج مدل سینکو و همکاران یافتند، اما مدل سینکو و همکاران را برای مخازن ناهمسانگرد نامناسب دانستند.

قهری^{۱۱} در ۲۰۱۰، با انجام آنالیز حساسیت، دریافت که مقادیر

مدل موازنه‌ی مواد

در توسعه‌ی مدل تحلیلی، جهت محاسبه‌ی رابطه‌ی بین تولید تجمعی و فشار مخزن جهت محاسبه‌ی زمان تولید مدل موازنه‌ی مواد استفاده می‌شود. در شرایط اولیه، مخزنی با حجم PV_{init} در فشار P_{init} که بیشتر از فشار شبنم است در نظر گرفته می‌شود. در هر فشار P ، حجمی PV با رابطه‌ی ۱- محاسبه می‌شود؛

$$V_{tot}(P) = PV_{init}[(1 - S_{wmin}) + (C_r + C_w S_{wmin})(P - P_{init})] \quad (1)$$

محاسبات موازنه‌ی مواد با کاهش مرحله‌ای در فشار (شروع از فشار اولیه‌ی P_{init}) ادامه می‌یابد. مراحل کاهش فشار P_n تا P_{n+1}

$$V_o(P_{n+1}) = \frac{B_o[N_o(P_n) - N_g(P_n)R_s]}{1 - R_s r_v} \quad (2)$$

$$V_g(P_{n+1}) = \frac{B_g[N_g(P_n) - N_o(P_n)R_v]}{1 - R_s r_v} \quad (3)$$

در معادلات بالا خواص سیالات در فشار P_{n+1} ارزیابی می‌شود. در پایان مراحل فشاری، سیال باید جهت ارائه‌ی PV صحیح، کاملاً از محیط متخلخل خارج گردد. فرض می‌شود که فاز نفت مخزن غیرقابل تحرک بوده و تنها فاز گاز تولید می‌شود. حجم گاز تولیدی مخزن بدین شرح خواهد بود:

$$V_{prod} = V_{tot}(P_{n+1}) - V_o(P_{n+1}) - V_g(P_{n+1}) \quad (4)$$

و مقدار گاز و میعانات تولیدی در سطح در این مرحله برابر خواهد بود با:

$$N_{g,prod} = V_{prod}/B_g \quad (5)$$

$$N_{o,prod} = r_v N_{g,prod} \quad (6)$$

در پایان این مرحله با کم کردن $N_{o,prod}$ و نیز $N_{g,prod}$ مقدار هر جزء باقیمانده در مخزن به روز می‌شود. همچنین مقدار تولید تجمعی میعانات و گاز نیز به روز شده و محاسبات به مرحله‌ی بعد کاهش فشاری منتقل می‌شود که در این حالت از P_{n+1} آغاز می‌گردد. به هر حال محاسبات موازنه‌ی مواد، تولید تجمعی گاز و نفت را در فشار مورد بررسی مخزن ارائه می‌دهد. محاسبات عملکرد جریانی چاه که در ادامه آمده نیز نرخ تولیدی گاز (q_g) را در فشار مورد بررسی مخزن ارائه می‌دهد. در نهایت جهت محاسبه‌ی پروفایل تولیدی، فشار مخزن باید در فرآیند تولید، با زمان مرتبط شود. زمان مورد نیاز جهت تخلیه و کاهش فشار از P_n تا P_{n+1} از رابطه‌ی ۷- حاصل می‌شود:

$$\Delta t_n = 2N_{g,prod}/[q_g(P_n) + q_g(P_{n+1})] \quad (7)$$

انتگرال شبه فشاری

نرخ تولیدی گاز برحسب هزار فوت مکعب استاندارد بر روز ($Mscf/d$) به شکل رابطه‌ی ۸- است:

$$q_g = \gamma [m(P_{res}) - m(P_w)] \quad (8)$$

که در آن γ بیانگر ضریب بهره‌دهی (PI) و وابسته به هندسه‌ی چاه و مخزن است و به شکل رابطه‌ی ۹- ارائه می‌شود:

$$\gamma = \frac{2\pi Ckh}{\ln(r_e) - \ln(r_w) - 0.75} \quad (9)$$

که در آن c در واحد میدانی برابر 0.001127 است. در مورد چاه مایل، شعاع دهانه‌ی چاه (r_w) با شعاع معادل (r'_w) بر اساس رابطه تجربی سینکو و همکاران و توسط روابط ۱۰- تا ۱۲ جایگزین می‌شود:

$$S_\theta = -\left(\frac{\theta_w}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta_w}{56}\right)^{1.865} \times \log\left(\frac{h_D}{100}\right) \quad (10)$$

$$h_d = \left(\frac{h}{r_w}\right) \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (11)$$

$$r'_w = r_w e^{-S} \quad (12)$$

در این روابط h ، k_h ، k_v ، θ_w و r_w به ترتیب ضخامت سازند، تراوایی افقی، تراوایی عمودی، زاویه‌ی انحراف چاه و شعاع چاه است.

$m(p)$ نیز شبه فشار دوفازی است که با رابطه‌ی ۱۳- تعریف می‌شود. این معادله را می‌توان به هر یک از سه ناحیه‌ی تعریفی توسط فیونگ و ویسون به شکل رابطه‌ی ۱۴- نوشت:

$$\Delta m(p) = \int_{P_{wf}}^{P^R} \left(\frac{K_{rg}}{B_{gd} \mu_g} + R_s \frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dP \quad (\text{کل افت فشار}) \quad (13)$$

$$\Delta m(p) = \left. \begin{aligned} & \int_{P_{wf}}^{P^1} \left(\frac{K_{rg}}{B_{gd} \mu_g} + R_s \frac{K_{ro}}{B_o \mu_o} \right) dP \quad (\text{افت فشار ناحیه‌ی اول}) + \\ & \int_{P^1}^{P_d} \left(\frac{K_{rg}}{B_{gd} \mu_g} \right) dP \quad (\text{افت فشار ناحیه‌ی دوم}) + \\ & K_{rg}(S_{wi}) \int_{P_d}^{P^R} \left(\frac{1}{B_{gd} \mu_g} \right) dP \quad (\text{افت فشار ناحیه‌ی سوم}) \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

در ناحیه‌ی اول هر دو فاز میعانات و گاز جریان دارند. برای محاسبه‌ی خواص PVT شامل گرانیوی‌های نفت و گاز (μ_o ، μ_g)، نسبت گاز به نفت در حالت محلول (R_s)، نسبت نفت به گاز (r_g) و همچنین عامل حجمی سازند در حالات گاز و نفت (B_o ، B_{gd}) مستقیماً از خروجی‌های PVT در آزمایش CVD نفت سیاه استفاده می‌شود. برای محاسبه‌ی k_{rg} و k_{ro} در انتگرال ناحیه‌ی اول ابتدا با استفاده از رابطه‌ی ۱۵- نسبت k_{rg}/k_{ro} به شکل تابعی از فشار محاسبه می‌شود:

آزمایش CVD در سیال مخزنی (که جهت اثردهی وجود آب همراه تصحیح شده) برابر است. رابطه‌ی ۱۶- دو مجهول ΔPV و P_1 دارد و بنابراین باید PV هر شمارنده‌ی فشاری را محاسبه نمود. با توجه به تغییر شکل و بیضی گون شدن خطوط افت فشار در اطراف چاه مایل (شکل-۱) برای محاسبه‌ی حجم سیال در هر بازه‌ی فشاری از حجم بیضی گون (رابطه‌ی ۱۷- استفاده می‌گردد:

$$PV = \frac{4}{3} \pi (a \times b^2) (1 + (C_r + C_w * S_{wi})) * (P - P_i) \quad (17)$$

a نیم محور بزرگی از بیضی تخلیه است که با طول یک چاه مایل، L شکل گرفته است.

$$a = \frac{L}{2} \left\{ 0,5 + \left[0,25 + \left(\frac{r_{eh}}{L/2} \right)^4 \right]^{0,5} \right\}^{0,5} \quad (18)$$

که در آن r_{eh} شعاع تخلیه در چاه مایل است.

$$reh = \sqrt{a * b} \quad (19)$$

که 'a' شعاع بزرگ بیضی و 'b' شعاع کوچک آنست و با استفاده از تکرار روابط ۲۰ و ۲۱ محاسبه می‌شوند:

$$a = b + \left(\frac{L}{2} \right) \quad (20)$$

$$b = \sqrt[3]{\frac{3 * A * 43560 * h}{4a}} \quad (21)$$

اکنون انتگرال فشاری در ناحیه‌ی اول به سادگی قابل محاسبه است زیرا تنها شامل متغیرهای وابسته به فشار موجود در PVT است. در ناحیه‌ی دوم جریان تک فاز گاز وجود داشته و میعانات تولیدی به دلیل آنکه به اشباع کافی جهت جریان در مخزن نرسیده‌اند، به عنوان فاز غیر متحرک خواهند بود. اشباع میعانات در ناحیه‌ی دوم با استفاده از V_{RO} خروجی آزمایش CVD و پس از تصحیح با میزان آب اولیه (S_{wi}) از رابطه‌ی ۲۲- به دست می‌آید.

$$S_o(P) = [V_{roCVD}(P)](1 - S_{wi}) \quad (22)$$

مقدار P_1 محاسبه شده در مرحله‌ی قبل که حد بالای انتگرال ناحیه‌ی اول است در ناحیه‌ی دوم به عنوان حد پایین انتگرال در نظر گرفته می‌شود. حد بالای انتگرال ناحیه‌ی دوم؛ اگر فشار میانگین مخزن بیش از فشار شبنم سیال اولیه مخزن باشد ($P_R > P_d$)، برابر با فشار شبنم سیال اولیه و اگر کمتر از آن باشد ($P_R < P_d$)، برابر با فشار میانگین مخزن در نظر گرفته می‌شود.

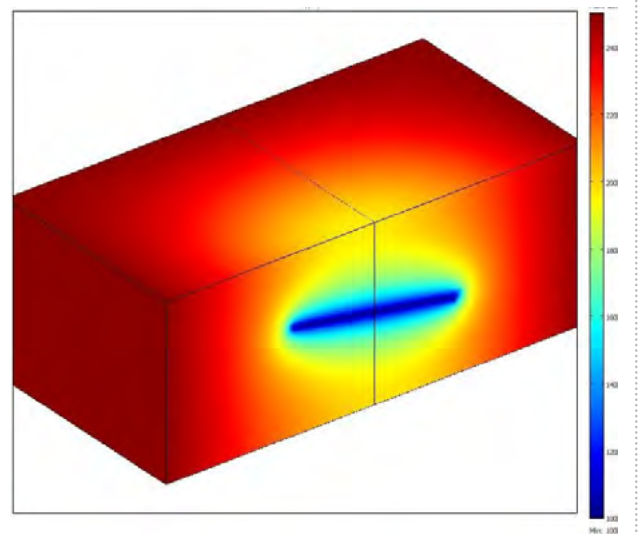
$$\frac{K_{rg}}{K_{ro}} = \frac{1 - r_{vf} R_s \mu_g B_g}{r_{vf} - r_v \mu_o B_o} \quad (15)$$

در این رابطه r_v معادل نسبت میعانات به نفت و r_{vf} معادل نسبت میعانات به گاز جریانی در ناحیه‌ی اول است. پس از تعیین نسبت k_{rg}/k_{ro} ، مقادیر k_{rg} و k_{ro} توسط داده‌های نمودارهای تراوایی نسبی محاسبه می‌شوند. البته باید دقت شود که k_{rg} و k_{ro} محاسبه شده در این قسمت برای حالت امتزاج ناپذیر بوده و باید برای اثرات سرعت زیاد که در بخش بعدی توضیح داده شده تصحیح شوند.

برای تعیین انتگرال شبه فشار دوفازی در ناحیه‌ی اول، حدود انتگرال نیز باید تعیین شوند. فشار جریانی ته چاهی (P_{wf}) حد پایین انتگرال و فشار مرز ناحیه‌ی اول و دوم (P_1) حد بالای انتگرال است که یکی از مجهولاتی است که باید محاسبه شود. برای محاسبه‌ی این فشار از رابطه‌ی موت و همکاران (۲۰۰۲) (رابطه‌ی ۱۶- استفاده شده است. در این رابطه، سمت چپ برابر مقدار نفتی است که در ناحیه‌ی دوم به شکل میعانات موجود است و سمت راست برابر با مقدار میعاناتی است که برای گسترش و افزایش حجم ناحیه‌ی اول (ΔPV) مورد نیاز است:

$$\left\{ Q_{o,max} - Q_{gw} r_v(P_1) \left[1 - \frac{PV(P_1)}{PV_{tot}} \right] \right\} \Delta t = \Delta PV (S_{o,1} - S_{o,2}) \left[\frac{1}{B_o(P_1)} - \frac{r_v(P_1)}{B_g(P_1)} \right] \quad (16)$$

در این رابطه $S_{o,1}$ معادل اشباع نفت در ناحیه‌ی اول است که این اشباع توسط معادله‌ای که نسبت تراوایی نسبی گاز به نفت را تخمین می‌زند محاسبه خواهد شد. همچنین $S_{o,2}$ معادل اشباع نفت در ناحیه‌ی دوم است که فرض می‌شود با اشباع نفت در



شکل ۱ | خطوط افت فشار به صورت بیضی در اطراف چاه مایل

در ۱۹۹۶ ویتسون و همکاران جهت بیان اثر افت فشار وابسته به اینرسی در سرعت زیاد، نفوذپذیری مؤثر گاز (k_{rgHVF}) را با رابطه‌ی ۲۸- تعریف کردند.

$$\frac{k_{rgHVF}}{k_{rg}} = \left[1 + \frac{k, k_{rg}}{\mu_g}, \beta_{eff}, \rho_g, v_g \right]^{-1} \quad (28)$$

$$\beta_{eff} = \beta, k_{rg}^{-b'} \quad (29)$$

$$\beta = ak^b \phi^c \quad (30)$$

که $a=9 \times 10^9$, $b=b'=1$, $c=0.75$ در نظر گرفته شد. رابطه‌ی ۲۸- برای محاسبه‌ی نفوذپذیری نسبی مؤثر در سرعت زیاد، شامل سرعت جریان v_g هستند. بنابراین برای محاسبه‌ی سرعت نیاز به تقسیم نرخ جریانی گاز در هر فشار بر مساحت سطح جریان در هر شمارنده‌ی فشاری است. از آنجا که سطح جریان در چاه مایل به صورت رویه‌ی بیضی گون است، مساحت آنرا می‌توان از رابطه‌ی ۳۱- محاسبه نمود:

$$Area = 4\pi(\hat{a} \times \hat{b}) \quad (31)$$

که 'a' و 'b' توسط روابط ۲۱- و ۲۰ محاسبه می‌شوند.

الگوریتم مدل تحلیلی برای محاسبه‌ی بهره‌دهی چاه مایل در مخزن گازمیعانی

جهت پیش‌بینی عملکرد چاه مایل در مخازن گازمیعانی، مدل موازنه مواد و نیز مدل بهره‌دهی با هم ترکیب می‌شوند. داده‌های ورودی مورد نیاز عبارتند از زاویه‌ی چاه مایل، ضخامت مخزن، تراوایی، شعاع خارجی تخلیه r_e و شعاع داخلی r_w ، فشار اولیه‌ی مخزن، خواص سیالات PVT، تراکم‌پذیری سنگ و آب و نمودارهای تراوایی نسبی. چاه نیز می‌تواند توسط نرخ دوره‌ی تثبیت و حداقل فشار جریانی ته چاه کنترل شود. برنامه‌ی توسعه داده شده، عملکرد مخزن را با استفاده از تقسیم‌بندی فشار مخزن محاسبه می‌کند. برای هر کدام از فواصل فشاری مراحل زیر انجام می‌شود:

الف) با استفاده از رابطه‌ی ۱۵- نسبت K_{rg}/K_{ro} در ناحیه‌ی اول محاسبه می‌شود. ب) مساحت شمارنده‌ی فشاری برای فشار P از رابطه‌ی ۳۱- محاسبه می‌شود.

پ) سرعت گاز در شمارنده‌ی فشاری P محاسبه می‌شود. سرعت گاز داری از رابطه‌ی $u_g = 5/615 Q_g B_g/A(P)$ محاسبه می‌شود که در آن $A(P)$ برابر با مساحت شمارنده‌ی فشاری محاسبه شده در مرحله‌ی قبل است.

ت) تراوایی نسبی گاز و میعانات به صورت تابعی از K_{rg}/K_{ro} و عدد

حالتی که فشار میانگین مخزن کمتر از فشار نقطه‌ی شبنم سیال اولیه باشد، دیگر ناحیه‌ی سوم وجود نخواهد داشت.

ناحیه‌ی سوم را ناحیه‌ی تک‌فاز گازی می‌گویند. این ناحیه و انتگرال فشاری آن تنها هنگامی وجود خواهد داشت که فشار مخزن بیشتر از فشار شبنم باشد ($P_R > P_d$). در این حالت حد پایین شبه‌انتگرال فشاری برابر با فشار شبنم اولیه‌ی مخزن و حد بالای آن برابر با فشار میانگین کنونی مخزن است. در ناحیه‌ی سوم با توجه به اینکه تنها گاز تک‌فاز وجود دارد، تراوایی نسبی گاز در اشباع آب اولیه‌ی موجود در مخزن ($K_{rg}(S_{wi})$) استفاده می‌شود. مقادیر B_{gd} و μ_g نیز با میان‌یابی در فشارهای بین P_R و P_d محاسبه می‌شوند. بنابراین انتگرال ناحیه‌ی سوم نیز به راحتی محاسبه خواهد شد.

پس با محاسبه انتگرال افت فشار هر ناحیه طبق رابطه‌ی ۱۴-، انتگرال افت فشار کل (رابطه‌ی ۱۳) به دست می‌آید و سپس می‌توان از طریق رابطه‌ی ۸- نرخ جریان گاز را محاسبه کرد.

اثر سرعت زیاد

انتگرال شبه‌فشاری می‌تواند جهت مدل‌سازی اثر عدد موئینگی و جریان غیرداری در جریان سرعت زیاد که در بهره‌دهی چاه در مخزن گازمیعانی مؤثرند بسط داده شود. روابط تجربی بسیاری برای تقریب اثر سرعت بر نفوذپذیری نسبی توسعه داده شده‌اند. در این مطالعه از رابطه‌ی تجربی ویتسون و همکاران (رابطه‌ی ۲۳) استفاده شده است.

$$k_{rg} = f_I, k_{rgI} + (1 - f_I), k_{rgM} \quad (23)$$

k_{rgI} نفوذپذیری گاز غیرامتزاجی (که توسط نمودارهای تراوایی نسبی به دست می‌آید) و k_{rgM} نفوذپذیری گاز امتزاجی است که توسط رابطه‌ی ۲۴- تخمین زده می‌شود:

$$k_{rgM} = K_{rg}(S_{wi}) \frac{1}{1 + (k_{rg}/k_{ro})^{-1}} \quad (24)$$

f_I ضریب وزنی برای میان‌یابی بین نفوذپذیری گاز امتزاجی و غیرامتزاجی است که توسط رابطه‌ی ۲۵- به دست می‌آید:

$$f_I = \frac{1}{(\alpha, N_c)^n + 1} \quad (25)$$

$$\bar{k}_{rg} = \frac{k_{rgM} + k_{rgI}}{2} \quad ; \quad \alpha = \frac{\alpha^0}{k_{rg}} \quad (26)$$

در این معادله α^0 ثابتی است که فقط به خواص سنگ وابسته است (رابطه‌ی ۲۷) و توان n ثابتی تجربی است که توسط ویتسون و همکاران برابر ۰/۶۵ در نظر گرفته شد.

$$\alpha^0 = 10^4 / \sqrt{kD} \quad (27)$$

۱ | خصوصیات سیالات مورد استفاده جهت اعتبارسنجی

سیالات	فشار نقطه‌ی شبنم (Psia)	CGR (bbl/Mscf)	بیشینه درصد میعانات	C ₇ ⁺		دمای مخزن (°F)	فشار اولیه‌ی مخزن (Psia)
				وزن مولکولی	وزن مخصوص		
غنی	۵۴۸۰	۱۶۶	۳۵	-	-	۲۰۰	۶۰۰۰
متوسط	۳۱۲۹	۷۱	۲۱	-	-	۲۰۰	۳۵۰۰
سبک	۴۸۱۵	۲۸/۳۳	۲/۶۵	۳۲۲	۸۸/۰	۲۱۷	۶۰۰۰

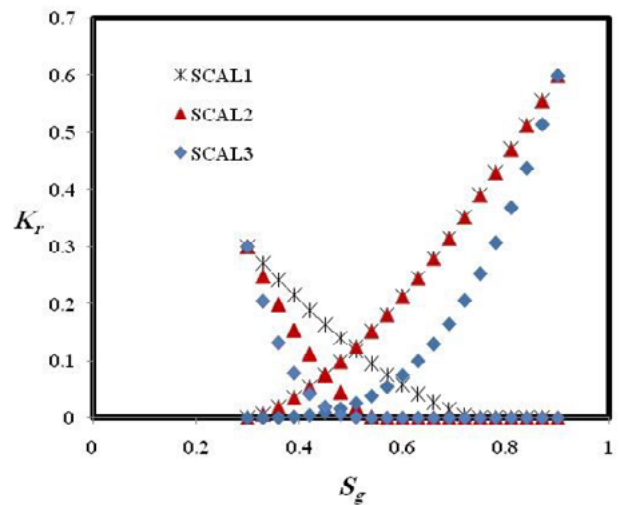
اعتبارسنجی مدل تحلیلی

جهت اعتبارسنجی روش محاسبه‌ی بهره‌برداری چاه مایل در مخازن گازمیعانی، نتایج نرخ گاز، فشار میانگین مخزن و فشار ته‌چاهی محاسبه شده از مدل تحلیلی با نتایج شبیه‌ساز عددی با استفاده از مدل‌سازی تک‌چاهی و دارای گریدهای محلی ریز در یک مخزن مکعبی گازمیعانی با مختصات کارتزین مقایسه شده است. برای اطمینان از عملکرد مدل تحلیلی توسعه داده شده، نتایج حاصل از سه داده‌ی سنگ و سه نمونه‌ی مصنوعی سیال گازمیعانی (سیال سبک، متوسط و غنی) برای چاه‌هایی با دو زاویه‌ی متفاوت ۴۵ و ۷۵ درجه با نتایج شبیه‌ساز عددی (۱۸ مورد) مقایسه شده‌اند. جدول ۱- خصوصیات سیالات مورد استفاده جهت اعتبارسنجی را نشان می‌دهد.

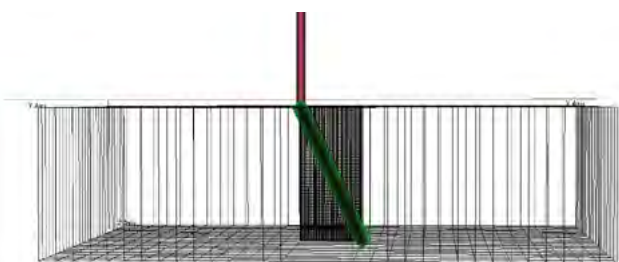
موتینگ محاسبه می‌شود. (ث) اندازه‌ی ناحیه‌ی اول و P1 با استفاده از رابطه‌ی ۱۶ محاسبه می‌شود. (ج) انتگرال شبه‌فشاری دوفازی رابطه‌ی ۱۳ به صورت عددی با استفاده از قانون دوزنقه‌ای محاسبه می‌شود. (چ) نرخ تولید گاز با استفاده از رابطه‌ی ۸ تعیین می‌گردد. (ح) نرخ تولیدی گاز با استفاده از محاسبات موازنه‌ی مواد ترکیب شده و پروفایل تولیدی گاز حاصل می‌شود.

۲ | اطلاعات چاه مایل شبیه‌سازی شده در نرم‌افزار اکتیویس

عنوان	مقدار	واحد
تخلخل	۱۰	%
تراوایی	۵۰	mD
ابعاد میدان	۶۰۰۰ × ۶۰۰۰	ft
قطر چاه	۰/۵۸	ft
تراکم‌پذیری سنگ	۴/۲۵	(Psi ⁻¹) E-6
تراکم‌پذیری آب	۱/۰۵	(Psi ⁻¹) E-6
اشباع آب اولیه	۱۰	%
ضخامت مخزن	۲۰۰	ft



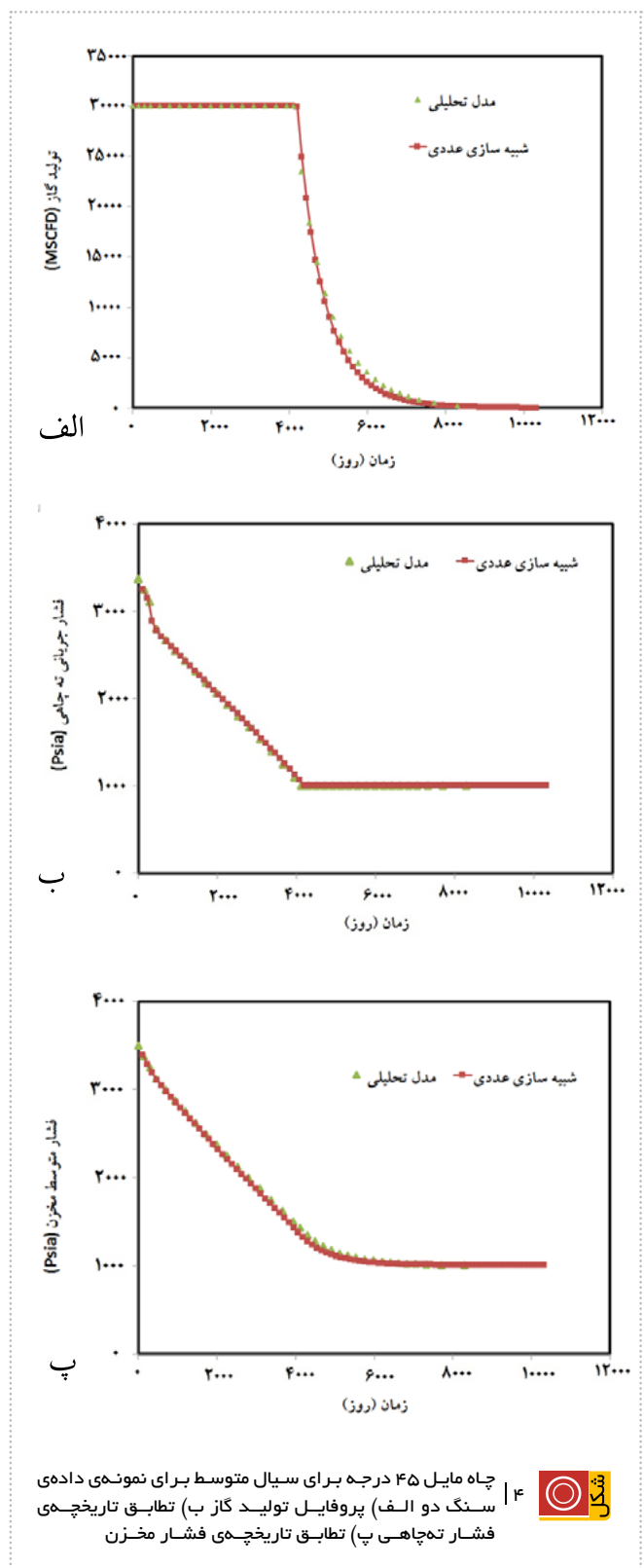
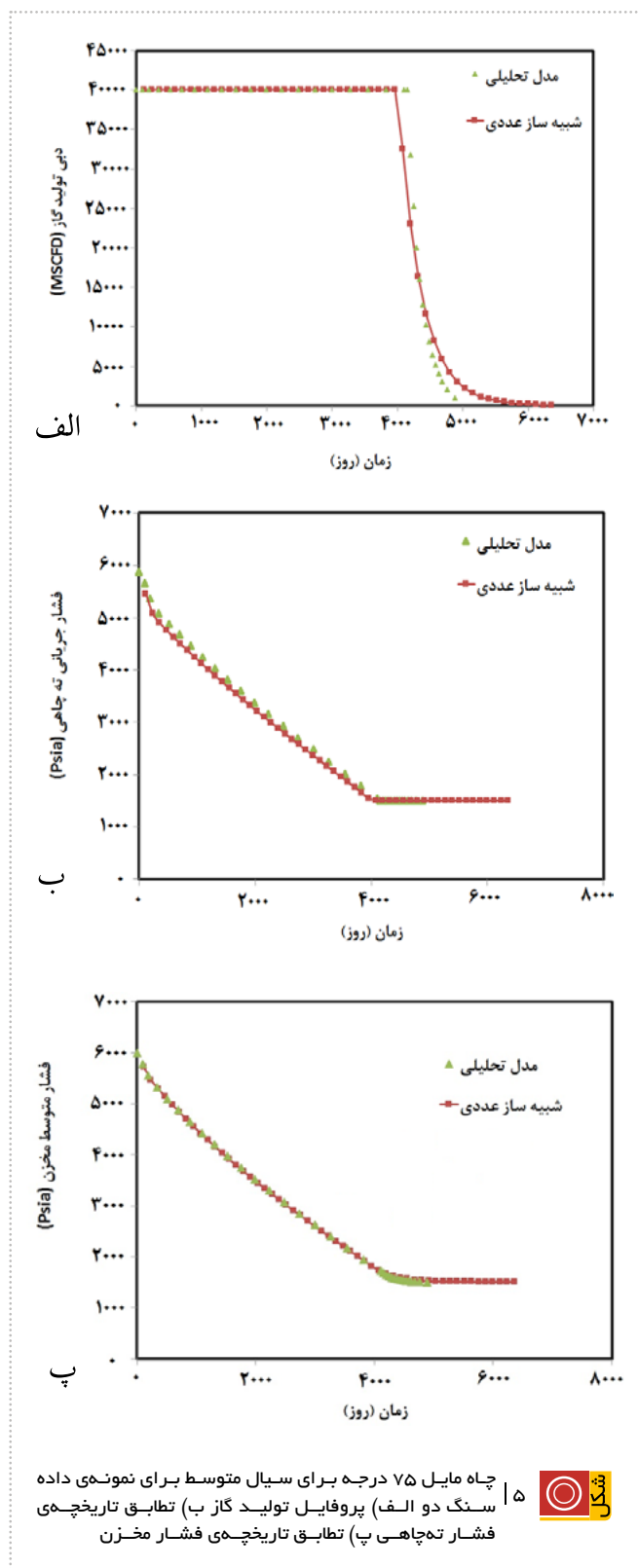
۲ | نمونه‌های داده‌ی سنگ



۳ | نمایی از مخزن شبیه‌سازی شده با یک چاه مایل در شبیه‌ساز عددی

نمایی از مخزن و چاه طراحی با شبیه‌ساز عددی در شکل ۳-ارائه شده است. لازم به ذکر است گریدهای محلی در اطراف چاه به گونه‌ای در نظر گرفته شده‌اند که چاه همواره از مرکز گرید عبور نماید.

شماتیک نمونه‌های داده سنگ در شکل ۲-ارائه شده است. اطلاعات چاه، میدان و خواص پتروفیزیکی مورد استفاده جهت مدل‌سازی دانه‌ریز شعاعی تک‌چاهی شبیه‌سازی عددی در جدول ۲-ارائه شده است.



نرخ تولید دوره‌ی تثبیت ۳۰۰۰ MSCFD و فشار اولیه‌ی ۳۵۰۰ psi و حداقل فشار جریان‌ی ته‌چاهی ۱۰۰۰ psi در شکل ۴ ارائه شده است. همان‌گونه که در شکل‌ها مشخص است تطابق خوبی بین نتایج مدل تحلیلی و شبیه‌ساز عددی وجود دارد. تطابق چاه ۷۵ درجه، نتایج نمونه‌ی سنگ سوم و سیال غنی (که تاریخچه‌ی فشار جریان‌ی نشان‌دهنده‌ی عملکرد صحیح معادلات جریان‌ی و تطابق مناسب فشار میانگین مخزن نشان‌دهنده‌ی عملکرد صحیح معادلات موازنه است. برای چاه ۷۵ درجه، نتایج نمونه‌ی سنگ سوم و سیال غنی (که

۳ | درصد خطاهای مشاهده شده در مقایسه‌ی نتایج مدل تحلیلی چاه مایل با شبیه‌ساز عددی

SCAL	سیال	زاویه‌ی انحراف چاه	ΔP		Qg	زمان دوره‌ی تثبیت	Pres
			قبل از تشکیل میعانات	پس از تشکیل میعانات			
۱	غنی	۴۵	۳	۸	۵	۱/۶	.
	متوسط		۰	۳	۲	۱/۶	.
	سبک		۰	۰	۵	۲	.
۲	غنی		۰	۰	۵	۱/۶	.
	متوسط		۰	۰	۲	۳/۳	.
	سبک		۰	۵	۸	۲	.
۳	غنی		۰	۱۰	۱۰	۴	.
	متوسط		۳	۱۵	۵	۳	.
	سبک		۰	۵	۵	۱۰	.
خطای میانگین (%)			۰/۶۶	۵/۱	۵/۲	۳/۲۳	.
۱	غنی	۷۵	۳	۱۰	۵	۱/۶	.
	متوسط		۰	۹	۲	۱/۶	.
	سبک		۰	۰	۲	۱	.
۲	غنی		۰	۰	۰	۰	.
	متوسط		۰	۰	-۱	۰	.
	سبک		۰	۵	۵	۲	.
۳	غنی		۰	۱۰	۱۰	۲	.
	متوسط		۰	۱۰	۱۰	۱	.
	سبک		۰	۵	۸	۵	.
خطای میانگین (%)			۰/۳۳	۵/۴	۴/۷	۱/۵۷	.

۳- خلاصه‌ی نتایج

جهت اعتبارسنجی مدل تحلیلی توسعه داده شده برای محاسبه‌ی ضریب بهره‌دهی چاه مایل در مخازن گازمیعانی، نتایج نرخ گاز، فشار میانگین مخزن و فشار ته‌چاهی محاسبه شده از مدل تحلیلی با نتایج شبیه‌ساز عددی با استفاده از مدل‌سازی تک‌چاهی در مخزن مکعبی با مختصات کارتزین و دارای دانه‌بندی ریز در اطراف چاه مقایسه شد. برای اطمینان از عملکرد مدل تحلیلی توسعه داده شده، نتایج حاصل از سه داده‌ی سنگ و سه نمونه‌ی مصنوعی سیال گازمیعانی (سیال سبک، متوسط و غنی) با نتایج شبیه‌سازی برای دو چاه مایل با زاویه‌ی انحراف ۴۵ و ۷۵ درجه مقایسه شد. بیشینه‌ی خطاهای مشاهده شده در مقایسه‌ی نتایج مدل تحلیلی با شبیه‌ساز عددی در جدول ۳- ارائه شده است.

از کد توسعه یافته می‌توان برای محاسبه‌ی سریع پروفایل تولید و نیز آنالیز حساسیت‌سنجی جهت یافتن عوامل مهم مؤثر بر ضریب بهره‌دهی چاه مایل در مخازن گازمیعانی استفاده کرد.

بیشترین خطای اندازه‌گیری شده بین نتایج مدل تحلیلی و شبیه‌ساز را دارد) با نرخ تولید دوره‌ی تثبیت ۴۰۰۰۰ MSCFD و فشار اولیه‌ی ۶۰۰۰ psi و حداقل فشار جریان‌ی ته‌چاهی ۱۰۰۰ psi در شکل ۵- ارائه شده است.

با توجه به شکل ۵- نتایج مدل تحلیلی تطابق خوبی بر نتایج حاصل از مدل شبیه‌ساز دارد. لازم به ذکر است که با افزایش انحراف چاه از ۴۵ به ۷۵ درجه خطای بین نتایج مدل تحلیلی و شبیه‌ساز افزایش یافت که علت آن خطای محاسبه‌ی ضریب پوسته‌ی هندسی مدل تجربی است. همچنین با افزایش میعانات سیال و افزایش ناهمگنی سنگ، به دلیل افزایش خطا در محاسبه‌ی میعانات، خطای معادله‌ی جریان‌ی نیز افزایش یافته و در تطابق تاریخچه‌ی فشار جریان‌ی ته‌چاهی انحراف خطا مشاهده شد. اما به صورت کلی بیشترین خطای مشاهده شده در مدل تحلیلی نسبت به شبیه‌ساز کمتر از ۱۰ درصد است که برای تخمین‌های مهندسی مناسب است.

پانویس‌ها

- | | | |
|-----------------------|-------------------|----------------|
| 1. Naville & Kniazeff | 5. Evinger-Muskat | 9. Besson |
| 2. Positive Coupling | 6. Mott Method | 10. Rogers |
| 3. Negative Inertia | 7. Xiao Method | 11. Ghahri |
| 4. Fevang & Witson | 8. Cinco | 12. Suk Kyoony |

منابع

- [1] Kniazeff, V. J., and S. A. Naville. "Two-phase flow of volatile hydrocarbons." Society of Petroleum Engineers Journal 5.01 (1965): 37-44.
- [2] Fevang, Øivind, and C. H. Whitson. "Modeling gas-condensate well deliverability." SPE Reservoir Engineering 11.04 (1996): 221-230.
- [3] Evinger, H. H., and M. Muskat. "Calculation of theoretical productivity factor." Transactions of the AIME 146.01 (1942): 126-139.
- [4] Mott, Robert. "Engineering calculations of gas condensate well productivity." SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2002.
- [5] Xiao, J. J., and Ahmad J. Al-Muraikhi. "A new method for the determination of gas condensate well production performance." SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2004.
- [6] Besson, J. "Performance of slanted and horizontal wells on an anisotropic medium." European Petroleum Conference. Society of Petroleum Engineers, 1990.
- [7] Cinco, H., F. G. Miller, and H. J. Ramey Jr. "Unsteady-state pressure distribution created by a directionally drilled well." Journal of Petroleum Technology 27.11 (1975): 1-392.
- [8] Rogers, Elizabeth J., and Michael J. Economides. "The skin due to slant of deviated wells in permeability-anisotropic reservoirs." International Conference on Horizontal Well Technology. Society of Petroleum Engineers, 1996.
- [9] Ghahri, P., and M. Jamiolahmady. "A new, accurate and simple model for calculation of productivity of deviated and highly deviated well-Part I: Single-phase incompressible and compressible fluid." Fuel 97 (2012): 24-37.
- [10] Suk Kyoony, Choi, Liang-Biao Ouyang, and Wann-Sheng Huang. "A comprehensive comparative study on analytical PI/IPR correlations." SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2008.